

Regulatorische Aspekte der Energiefinanzierung nach dem EEG 2009

Marius Boewe/Christoph Eipper

- 1 Einleitung
- 2 Das EEG 2009
 - 2.1 Zielsetzung
 - 2.2 Energiewirtschaftlicher Hintergrund
 - 2.3 Förderansatz im EEG 2009
 - 2.4 Wirtschaftliche Auswirkungen des EEG 2009
 - 2.5 Überblick über die wichtigsten Neuerungen
 - 2.6 Anwendungsbereiche des EEG 2009
 - 2.7 Funktionsweise des EEG 2009
 - 2.7.1 Stufe 1: Anschluss, Abnahme und Vergütung
 - 2.7.1.1 Anschluss und Abnahme
 - 2.7.1.2 Engpassmanagement
 - 2.7.1.3 (Einspeise-)Vergütung
 - 2.7.1.4 Aktuelle Vergütungssätze im EEG 2009
 - 2.7.1.5 Direktvermarktung (§ 17 EEG 2009)
 - 2.7.2 Stufe 2: Abnahme und Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber
 - 2.7.3 Stufe 3: Horizontaler Ausgleichsanspruch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (sog. Horizontalwälzung)
 - 2.7.4 Stufe 4: Abnahme und Vergütung durch die Stromvertriebsunternehmen (EEG-Lastenausgleich)
 - 2.7.5 Ausnahme: Eigenerzeugerprivileg
 - 2.7.5.1 Neuregelung der 4. Stufe (§ 64 Abs. 3 EEG 2009)
 - 2.7.5.2 Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen
 - 2.7.6 Stufe 5: Vermarktung des Stroms
 - 2.8 Rechtliche Risiken nach dem EEG 2009
 - 2.9 EU-Richtlinie über Erneuerbare Energie
 - 2.10 Wirtschaftliche Risiken bei der Projektfinanzierung
- 3 Fazit

1 Einleitung

Der fortschreitende Klimawandel und dessen Auswirkungen auf Mensch und Natur haben die Diskussionen um den Ausbau von Erneuerbaren Energien zum Zwecke der Reduzierung von Klimagasemissionen verstärkt.¹ Neben dem Europäischen Rat² und dem G8-Gipfel³ 2007 hat auch der deutsche Gesetzgeber vermehrten Handlungsbedarf gesehen und ein integriertes Klima- und Energiepaket vorgelegt, dessen wichtigste Einzelmaßnahmen das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG 2009)⁴ und das Erneuerbare-Energie-Wärmegesetz (EEWärmeG)⁵ sind.

Insbesondere das 2009 novellierte EEG steckt für Anlagenbetreiber, aber auch für potenzielle Investoren, einen regulatorischen Rahmen ab, der im Folgenden dargestellt wird.

2 Das EEG 2009

2.1 Zielsetzung

Durch das EEG 2009 soll – an seine Vorgänger anknüpfend – die Stromversorgung und -produktion in Deutschland nachhaltig und grundlegend verändert werden. Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von derzeit (Ende 2007) deutlich über 13%⁶ auf mindestens 30% gesteigert und danach kontinuierlich weiter ausgebaut werden (§ 1 Abs. 2 EEG 2009).⁷ Damit soll die Erfolgsgeschichte des EEG fortgeschrieben werden, dem auch die Europäische Union (EU) im Vergleich zu anderen Fördersystemen eine hohe Effektivität bei niedrigen Kosten bescheinigt.⁸

Bis zum Jahr 2050 soll die Hälfte der Energie für Strom, Wasser und Treibstoffe erneuerbar sein.⁹ Ein weiterer Ausbau ist notwendig, um die noch vorhandenen Potenziale in allen Bereichen der Erneuerbaren Energien zu nutzen. Somit entsteht ein erheblicher Innovations- und Investitionsbedarf. Dies steht im Einklang mit den Zielen der EU. Der Europäische Rat hat in seiner Schlussfolgerung vom 09.03.2007 das Ziel formuliert, den Anteil

¹ Die Autoren danken Micha-Manuel Bues für seine Unterstützung zur Vorbereitung dieser Publikation.

² Schlussfolgerungen des Vorsitzes (Nr. 7224/1/07 REV 1, S. 7), abrufbar unter: <http://register.consilium.europa.eu>.

³ Zusammenfassung des Vorsitzes vom 08.06.2007, S. 4, abrufbar unter: <http://www.g-8.de/Webs/G8/DE/G8Gipfel/GipfelDokumente/gipfel-dokumente.html>.

⁴ BGBl I 2008, 2074.

⁵ BGBl I 2008, 1658.

⁶ 1999 betrug der Anteil noch 5,5%.

⁷ EEG 2009 Begründung, S. 2, 5, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508/>

⁸ KOM (2005) 627 vom 07.12.2005.

⁹ Nitsch, Leitstudie 2008, S. 78 ff., abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42383/main>.

Erneuerbarer Energien am gesamten europäischen Energieverbrauch von damals etwa 6,5% auf 20% im Jahr 2020 zu erhöhen.

Betrachtet man den Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Klimaschutz, so wird deutlich, dass sich die Einspeisevergütungsregelung für Strom aus Erneuerbaren Energien im EEG als ein wichtiges Instrument zur Senkung der CO₂-Emissionen in Deutschland erwiesen hat. Durch die seit 1990 entsprechend geförderten Anlagen wurden im Jahr 2006 rund 44 Mio. t CO₂ eingespart (2005: rund 38 Mio. t CO₂), die ohne diese Regelung durch fossile Stromerzeugung emittiert worden wären. Seit Inkrafttreten des EEG 2000 gingen die gesamten CO₂-Emissionen Deutschlands jährlich durchschnittlich um 18 Mio. t zurück, während durch die über das EEG seit 2000 geförderten zusätzlichen Strommengen aus Erneuerbaren Energien mehr als 32 Mio. t CO₂ eingespart wurden. Ohne die seit dem Jahr 2000 neu in Betrieb gegangenen EEG-Anlagen wären die CO₂-Emissionen in Deutschland gestiegen.¹⁰ Durch den forcierten Ausbau von EEG-Anlagen bis 2020 soll der CO₂-Austoß um 114 Mio. t verringert werden.

2.2 Energiewirtschaftlicher Hintergrund

Der Energieverbrauch beruht weitgehend auf den fossilen Energieträgern Öl, Kohle und Gas. Diese werden allen Prognosen nach auch auf absehbare Zeit noch die Hauptquelle der Energieversorgung sein.¹¹ Infolge der zunehmenden Ausschöpfung dieser Energiequellen sind in den nächsten Jahrzehnten aber erhebliche Kostensteigerungen zu erwarten. Die energiebedingten CO₂-Emissionen sind weltweit für mehr als 70% des vom Menschen verursachten Treibhauseffekts verantwortlich (in Deutschland sogar für 87%).

Demgegenüber bietet der verstärkte Einsatz Erneuerbarer Energien erhebliche, nachhaltige Vorteile in wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht:

- Bei der energetischen Nutzung Erneuerbarer Energien entstehen i.d.R. keine Luftschadstoffe und keine klimaschädlichen Gase wie CO₂, die zu der zunehmenden Erwärmung der Erdatmosphäre führen.
- Die Nutzung Erneuerbarer Energien ist nur mit vergleichsweise geringen Eingriffen in die Ökosysteme verbunden, schont die natürlichen Ressourcen und hinterlässt i.d.R. keine langfristig irreversiblen Spuren in Natur und Landschaft.
- Erneuerbare Energien sind primär heimische Energien, die dazu beitragen, die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern und so die Versorgungssicherheit zu verbessern.
- Der Ausbau Erneuerbarer Energien schafft zukunftsfähige Arbeitsplätze in einer Reihe von Branchen, besonders im Bereich kleiner und mittlerer Unternehmen, die im Wirtschaftsgefüge der Bundesrepublik Deutschland z.B. als Innovationsträger besondere Bedeutung haben.

¹⁰ EEG 2009 Begründung, S. 21, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508/>.

¹¹ EEG 2009, S. 3, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508/>.

2.3 Förderansatz im EEG 2009

Zur Verwirklichung seiner (Klima-)Ziele verfolgt der deutsche Gesetzgeber einen privatrechtlichen Ansatz: Betreiber von Stromnetzen (sog. Netzbetreiber) werden verpflichtet, Anlagen, die Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen (EE-Anlagen), an ihr Netz anzuschließen, den Strom abzunehmen und nach einem gesetzlich festgelegten Preis „zu vergüten“. Diese Vergütung liegt zwischen 2,5 Cent (für Altholzverbrennungsanlagen) und 43,01 Cent für kleine Solaranlagen auf Hausdächern.¹² Der für neu installierte Anlagen festgelegte Satz (der dann über den gesamten Förderzeitraum gültig ist) sinkt jährlich um einen bestimmten Prozentsatz (sog. Degression), um einen Anreiz für Kostensenkungen und schnelle Investitionen zu schaffen.

Das EEG 2009 enthält einen mehrstufigen Mechanismus zur Förderung von EE-Anlagen und zur gleichmäßigen Verteilung der Vergütungszahlungen. Dieser Mechanismus dient dazu, regional unterschiedliche Belastungen der primär verpflichteten Netzbetreiber bundesweit auszugleichen und den EEG-Strom gleichmäßig auf alle Stromvertriebsunternehmen zu verteilen.

2.4 Wirtschaftliche Auswirkungen des EEG 2009

Im Jahr 2007 betrug in Deutschland der Gesamtumsatz mit Erneuerbaren Energien (Installation der Neuanlagen sowie Betrieb) rund 25 Mrd. EUR. Auf den Strombereich, der aus EEG-Anlagen gespeist wird, entfallen dabei ca. 17 Mrd. EUR. Inlandsneuinstallationen und -umsätze waren bei der Windenergie (Land) und der Bioenergie 2007 erstmals rückläufig. Dem soll das EEG 2009 durch die neuen Regelungen, insbesondere die neuen Vergütungssätze, entgegenwirken. Durch ein verbessertes Investitionsklima soll der kumulierte Inlandsumsatz mit Erneuerbaren Energien im Strombereich bis 2020 auf über 100 Mrd. EUR steigen. Dann soll der Beschäftigungsbeitrag aller Erneuerbaren Energien bei mindestens 400.000 Arbeitsplätzen liegen (2007: 250.000 Arbeitsplätze). Auf die Windenergiebranche entfallen etwas mehr als die Hälfte der durch das EEG geschaffenen Beschäftigung.

Daneben sind von den gesamten Investitionen in Erneuerbare Energien, die sich nach aktuellen Studien für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Zeitraum 2005–2020 auf über 150 Mrd. EUR belaufen werden, mehr als 95 Mrd. EUR bzw. 60% auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückzuführen. Durch den Strom aus Erneuerbaren Energien sollen bis 2020 ferner die Energieimporte um 3,3 Mrd. EUR verringert werden.¹³

¹² Vgl. Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/41897/40508/> (mit hilfreichen Rechenhinweisen).

¹³ Zahlen entnommen: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/41695.php.

Erneuerbare Energien sind darüber hinaus ein internationaler Wachstumsmarkt. So ist bis zum Jahr 2020 zu erwarten, dass sich das weltweite Investitionsvolumen in diese Technologien auf etwa 250 Mrd. EUR pro Jahr versechsfacht, wobei die höchsten Zuwächse im Bereich der Stromerzeugung aus Windenergie, Biomasse und Solarenergie zu erwarten sind. Aufgrund des technologischen Vorsprungs Deutschlands ist davon auszugehen, dass auch künftig ein nennenswerter Teil des Weltmarktes, insbesondere für die anspruchsvolleren Technologien, von Deutschland aus bedient werden wird.¹⁴

Wesentlicher Kostenfaktor des EEG ist die gewährte Vergütung, die über dem Preis für konventionell erzeugten Strom liegt. So verteuerte sich die Strombeschaffung bundesweit im Jahr 2006 insgesamt um etwa 3,3 Mrd. EUR. Bei einer – fiktiven – Gleichverteilung der Differenzkosten ergab sich im Jahr 2006 für alle nicht besonders Stromabnehmer eine EEG-Umlage von etwa 0,75 Cent pro Kilowattstunde (kWh).

Wissenschaftliche Untersuchungen erwarten auf der Grundlage des EEG 2009 einen Anstieg der EEG-Differenzkosten von 3,3 Mrd. EUR (2006) auf ein Maximum von etwa 6,2 Mrd. EUR im Jahr 2015 sowie anschließend bis zum Jahr 2030 einen deutlichen und kontinuierlichen Rückgang auf 0,6 Mrd. EUR (2020: 4,9 Mrd. EUR).¹⁵

2.5 Überblick über die wichtigsten Neuerungen

Das novellierte EEG 2009 knüpft an die bewährten Förderungs- und Finanzierungsmechanismen des EEG 2004 an, auch wenn die Novellierung auf den ersten Blick wie eine komplette Neugestaltung (z.B. hat sich die Anzahl der Paragraphen verdreifacht) wirkt. Beim EEG 2009 handelt sich um eine behutsame Modifikation bestehender Regelungen, um die Effektivität und die Effizienz des Gesetzes weiter zu erhöhen und die Rechtslage in einigen Bereichen klarzustellen. Daraus resultiert die signifikant erhöhte Regelungsdichte bereits bestehender Mechanismen.

Durch das EEG 2009 werden insbesondere die Vergütungsregelungen neu justiert und an veränderte Marktbedingungen angepasst. Ferner wird die Stromdirektvermarktung neu geregelt. Die Degression beträgt nur noch 1%, gilt nun aber auch für Boni. Daneben wurde der Anlagenbegriff neu gefasst und das sog. Einspeisemanagement neu geregelt. Hervorzuheben ist, dass das (bewährte) privatrechtliche Förderkonzept in einer bislang nicht gekannten Detailtiefe geregelt wurde.¹⁶

¹⁴ EEG 2009 Begründung, S. 2, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508>.

¹⁵ Bei dieser Rechnung sind die durch erneuerbaren erzeugten Strom vermiedenen Netzentgelte ebenso wenig berücksichtigt wie die Markt- und Preiswirkungen des künftig zunehmend frei gehandelten Stroms aus Erneuerbaren Energien.

¹⁶ Oschmann, Neues Recht für Erneuerbare Energien, in: NJW 2009, S. 263-268.

2.6 Anwendungsbereiche des EEG 2009

1. **Sachlicher Anwendungsbereich:** Unter das EEG fällt nur Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas (§ 2 Nr. 1 EEG 2009). Erneuerbare Energien sind nach § 3 Nr. 3 EEG 2009 Wasserkraft (einschließlich Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie), Windenergie, solare Strahlungsenergie, Erdwärme und Energie aus Biomasse.
2. **Räumlicher Anwendungsbereich:** Das EEG 2009 ist nur anwendbar auf Strom, der im Bundesgebiet oder der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) erzeugt wird (§ 2 Nr. 1 EEG 2009).
3. **Zeitlicher Anwendungsbereich:** Das EEG 2009 ist anwendbar auf alle Anlagen, die Strom erzeugen, auch solche, die vor dem 31.12.2008 in Betrieb genommen wurden. Ausnahmen sind in § 66 EEG 2009 geregelt. Insbesondere gelten für bestehende Anlagen grundsätzlich die Vergütungsregelungen zum Zeitpunkt ihrer jeweiligen Inbetriebnahme.

2.7 Funktionsweise des EEG 2009

Die Funktionsweise des EEG 2009 lässt sich am anschaulichsten in einem fünfstufigen Modell darstellen. Durch dieses mehrstufige Verfahren, das mehrere Wälzmechanismen umfasst, wird im Ergebnis ermöglicht, die höheren Kosten für die Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien auf die Allgemeinheit abzuwälzen. Dazu werden die regional unterschiedlichen Belastungen der primär verpflichteten Netzbetreiber bundesweit ausgeglichen, um den EEG-Strom fiktiv gleichmäßig auf die Stromvertriebsunternehmen zu verteilen.

2.7.1 Stufe 1: Anschluss, Abnahme und Vergütung

2.7.1.1 Anschluss und Abnahme

Nach § 5 Abs. S. 1 EEG 2009 müssen Netzbetreiber EE-Anlagen an ihr Netz (unverzüglich) anschließen, nach § 8 Abs. 1 EEG 2009 den gesamten angebotenen Strom (unverzüglich) abnehmen, übertragen und verteilen. Aus §§ 16 ff., 23 ff. EEG 2009 ergibt sich eine Vergütungspflicht. Es besteht im Ergebnis eine Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber, wobei der Anspruch auf Anschluss der Anlage auch vor Errichtung der Anlage geltend gemacht werden kann.¹⁷ Kommt es im Zusammenhang mit den oben genannten Pflichten zur einer Konkurrenz mit fossilen oder nuklearen Energieträgern, ist dem Strom aus Erneuerbaren Energien stets ein (zeitlicher und sachlicher) Vorrang einzuräumen (§§ 5 Abs. 1, 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2009).

¹⁷ EEG 2009 Begründung, S. 38, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508>.

Ferner besteht die unverzügliche Pflicht der Netzbetreiber, die Netze auf Verlangen der Anlagenbetreiber entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des EEG-Stroms sicherzustellen (§ 9 Abs. 1 EEG 2009).

2.7.1.2 Engpassmanagement

Das EEG 2009 regelt in § 11 EEG 2009 detailliert, wie zu verfahren ist, wenn trotz des Vorrangprinzips (und der Kapazitätserweiterungspflicht) ein Netzengpass besteht (Engpassmanagement). Diese Netzengpässe treten insbesondere in Zeiten mit einer hohen Einspeisung von EE-Anlagen auf und führten unter dem Regime des EEG 2004 insbesondere vermehrt zu einer Abriegelung von Windenergieanlagen (sog. Erzeugungsmanagement). Wegen des stetig steigenden Einsatzes des Erzeugungsmanagements und der damit verbundenen Einnahmeverluste wurde die Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien deutlich erschwert, da die Häufigkeit der Anwendung des Erzeugungsmanagements nicht oder nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden konnte. Dies stellte ein wesentliches Investitionshemmnis für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien dar.

Dieses Erzeugungsmanagement wird durch § 11 EEG 2009 von einem sog. Einspeisemanagement abgelöst, wonach der Netzbetreiber nur unter bestimmten Voraussetzungen eine EE-Anlage vom Netz nehmen bzw. diese drosseln darf. Im Gegenzug erhält der Anlagenbetreiber einen gesetzlichen Entschädigungsanspruch gegen den Netzbetreiber auf die entgangenen Erlöse (§ 12 Abs. 1 S. 1 EEG 2009). Ziel ist es, einen möglichst hohen Anteil von EEG-Strom unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit in das Verbundnetz zu integrieren und dabei den gesetzlich vorgeschriebenen, unverzüglichen Netzausbau nicht zu beeinträchtigen.¹⁸

§ 13 EEG 2009 regelt die Kostentragungspflicht für den Netzanschluss. Die Kosten für den Anschluss der Anlage haben grundsätzlich die Anlagenbetreiber zu tragen. Dies umfasst auch die Kostentragungspflicht für alle zum Betrieb notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der von den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas gelieferten sowie von diesen bezogenen elektrischen Arbeit.

2.7.1.3 (Einspeise-)Vergütung

Ist der EEG-Strom in das Netz des Netzbetreibers gelangt, entsteht nach § 16 Abs. 1 EEG¹⁹ ein gesetzlicher (Einspeise-)Vergütungsanspruch für grundsätzlich 20 Jahre (§ 21 Abs. 2 S. 1 EEG 2009). Die Höhe des Vergütungsanspruchs ist in den §§ 18-33 EEG 2009 fest-

¹⁸ EEG 2009 Begründung, S. 38., abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508>.

¹⁹ § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2004.

gelegt.²⁰ Es handelt sich jeweils um Mindestvergütungsansprüche.²¹ Die Vergütung wird technologiespezifisch festgelegt und orientiert sich an den Erzeugungskosten. Die Höhe der Vergütungen wird alle vier Jahre in einem Erfahrungsbericht überprüft.²² Die Höhe der Vergütung hängt im Einzelnen von mehreren Kriterien ab:

- **Energiequelle:** Der Vergütungsanspruch für Solarstrom (§ 33 EEG 2009) ist z.B. höher als der Strom aus Wasserkraft (§ 23 EEG 2009).
- **Leistung der Anlage:** Je höher die Leistung, desto geringer die spezifische Vergütung. Eine Ausnahme besteht bei Windenergieanlagen. Hier wird die Höhe der Vergütung nicht an die Leistung, sondern an den Standort gekoppelt.
- **Inbetriebsnahmejahr der Anlage:** Neue Anlagen erhalten nach § 20 EEG 2009 grundsätzlich eine geringere Vergütung als Anlagen, die bereits in Betrieb sind. Die Degression der jährlichen Vergütung (und nunmehr auch die Boni)²³ liegt je nach Anlage zwischen 1% und 10%.

Das EEG 2009 hält hinsichtlich der Vergütung an dem Ausschließlichkeitsprinzip fest, wonach grundsätzlich nur diejenige Art der Stromerzeugung privilegiert wird, die **vollständig** auf dem Einsatz von Erneuerbaren Energien beruht. Mit dem Ausschließlichkeitsprinzip vereinbar ist die Nutzung verschiedener Erneuerbarer Energiequellen in einer Anlage (sog. Hybridanlagen).

Das EEG 2009 passt in vieler Hinsicht die Vergütung und Boni an. Auf die wichtigsten Änderungen soll nachfolgend eingegangen werden:

- **Wasserkraft:** Um bessere Anreize für den Ausbau der Wasserkraftnutzung²⁴ zu setzen, werden seit 2009 die Vergütungssätze für Anlagen bis 5 Megawatt angehoben und formale Beschränkungen für die Anerkennung von Leistungserhöhungen bei größeren Anlagen aufgehoben.
- **Biomasse:** Die Verstromung von Biomasse lag im Jahr 2006 mit insgesamt rund 18 Mrd. kWh mehr als viermal so hoch wie im Jahr 2000 (4,1 Mrd. kWh). Um die Nutzungseffizienz zu verbessern, wird der Bonus für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von 2 auf 3 Cent je kWh erhöht und im Gegenzug die Grundvergütung abgesenkt: um 0,5 Cent je kWh bei kleinen und mittleren und um 2 Cent je kWh bei großen Anlagen.

²⁰ Übersicht zu den Einspeisevergütungen nach dem EEG 2009: www.erneuerbare-energien.de/inhalt/41897/40508.

²¹ Salje, Möglichkeiten und Grenzen zur Freistellung eigenerzeugten Strom von der EEG-Umlage, in: IR 2008, S. 102.

²² Schumacher, in: ZUR 2008, S. 122.

²³ EEG 2009 Begründung, S. 47., abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508>.

²⁴ Der Ausbau der Wasserkraftnutzung stagniert bei 3,5% der Stromversorgung (rund 21 Mrd. kWh im Jahr 2006).

- **Windenergie:** Um den Ersatz alter Windenergieanlagen durch neue, modernere und effizientere Anlagen (sog. Repowering) zu beschleunigen, werden die Rahmenbedingungen für das Repowering an Land verbessert. Die jährliche Degression wurde auf 1% abgesenkt.

Der Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung (§ 31 EEG 2009), deren Ausbau bisher kaum vorankam, soll in Deutschland durch das EEG 2009 massiv verbessert werden. Die Grundvergütung steigt um mehr als 3,0 Cent/kWh, dazu kommt bis 31.12.2013 ein Schnellstarterbonus (Pionierbonus) von 2,0 Cent/kWh. Die Anfangsvergütung beträgt somit bis zum 31.12.2013 15 Cent/kWh (bisher 8,74 Cent/kWh).

- **Fotovoltaik:** Die Solarstromerzeugung konnte von 64 Mio. kWh im Jahr 2000 auf über 2 Mrd. kWh im Jahr 2006 gesteigert werden (knapp 0,4% der Stromversorgung). Durch erfolgreiche Entwicklung konnten die Herstellungskosten für Fotovoltaikanlagen in den vergangenen Jahren deutlich gesenkt werden. Daher wird die jährliche Degression für neue Anlagen ab 2009 angehoben.

2.7.1.4 Aktuelle Vergütungssätze im EEG 2009²⁵

Anlage	≤ 30 kW	30-100 kW	> 100 kW	> 1.000 kW
auf Dachflächen bzw. an Lärmschutzwänden	43,01 ct/kWh	40,91 ct/kWh	39,58 ct/kWh	33,00 ct/kWh
Freiflächenanlagen	31,94 ct/kWh	31,94 ct/kWh	31,94 ct/kWh	31,94 ct/kWh
Vergütung bei Selbstnutzung des produzierten Stroms: 25,01 ct/kWh bei Anlagen bis 30 kW für 20 Jahre				
Degression: bei				
<ul style="list-style-type: none"> • Dachanlagen bis 100 kW: 2010: 8,0%, ab 2011: 9,0% • Dachanlagen ab 100 kW: 2010: 10,0%, ab 2011: 9,0% (seit 2009) • Freiflächenanlagen: 2010: 10,0% ab 2011: 9,0% 				

Abbildung 1: Vergütungssätze von Solarstrom

Typ	Anfangsvergütung	Endvergütung
Vergütung	9,20 ct/kWh	5,02 ct/kWh
Anfangsvergütung in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage, Vergütung für Systemdienstleistungen 0,50 bzw. 0,70 ct/kWh je nach Jahr der Inbetriebnahme.		
60%-Klausel: Keine Vergütung für Anlagen, für die vor der Inbetriebnahme nicht nachgewiesen wurde, dass sie an dem geplanten Standort mindestens 60% des Referenzertrages erzielen können.		
Degression: 1% pro Jahr (seit 2009).		

Abbildung 2: Vergütungssätze von Windenergie an Land

²⁵ Vorliegend sollen allein die Grundvergütungssätze und Degressionsraten aufgeführt werden. Weitere Spezifikationen wie bspw. Technologie-Boni, KWK-Boni oder Modifikationen der Grundvergütungssätze sind den §§ 16 ff. EEG 2009 sowie der sehr detaillierten Aufstellungen des BMU unter <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/41897/40508/> zu entnehmen.

Typ	Anfangsvergütung	Endvergütung
Vergütung	13,00 ct/kWh	3,50 ct/kWh
Anfangsvergütung in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage, zusätzlich 2 ct/kWh bei Inbetriebnahme bis 31.12.2015. Degression: 5% jährlich (ab 2015)		

Abbildung 3: Vergütungssätze für Offshore-Windenergie

Anlagenleistung	bis 5 MW	bis 10 MW	bis 20 MW	ab 20 MW
Vergütung	16 ct/kWh	16 ct/kWh	10,50 ct/kWh	10,50 ct/kWh
Degression: 1% jährlich (seit 2009)				

Abbildung 4: Vergütungssätze von Geothermie

Anlagenleistung	bis 150 kWh	bis 500 kWh	bis 5 MW	5-20 MW (bei KWK-Strom- erzeugung)
Grundvergütung	11,67 ct/kWh	9,18 ct/kWh	8,25 ct/kWh	7,79 ct/kWh
Degression: 1% jährlich (seit 2005)				

Abbildung 5: Vergütungssätze für Bioenergie

Anlagenleistung	bis 500 kW	500 kW bis 5 MW
Vergütung	9,00 ct/kWh	6,16 ct/kWh

Abbildung 6: Vergütungssätze für Deponiegasanlagen

Anlagenleistung	bis 500 kW	500 kW bis 5 MW
Vergütung	7,11 ct/kWh	6,16 ct/kWh

Abbildung 7: Vergütungssätze für Klärgasanlagen

Anlagenleistung	bis 1 MW	1-5 MW	ab 5 MW
Vergütung	7,16 ct/kWh	5,16 ct/kWh	4,16 ct/kWh
Degression: 1,5% jährlich (seit 2005)			

Abbildung 8: Vergütungssätze für Grubengasanlagen

Anlagenleistung	bis 500 kW	500 kW bis 2 MW	2-5 MW
Vergütung	12,67 ct/kWh	8,65 ct/kWh	7,65 ct/kWh
Verkürzung der Vergütungsdauer von 30 auf 20 Jahre			

Abbildung 9: Vergütungssätze für Wasserkraft (Anlagen bis 5 MW – Neuanlagen)

Anlagenleistung	bis 500 kW	500 kW bis 2 MW	2-5 MW
Vergütung	11,67 ct/kWh	8,65 ct/kWh	8,65 ct/kWh
Verkürzung der Vergütungsdauer von 30 auf 20 Jahre			

Abbildung 10: Vergütungssätze für Wasserkraft (Anlagen bis 5 MW – modernisierte/revitalisierte Anlagen)

Anlagenleistung	bis 500 kW	bis 10 MW	bis 20 MW	bis 50 MW	ab 50 MW
Vergütung	7,29 ct/kWh	6,32 ct/kWh	5,80 ct/kWh	4,34 ct/kWh	3,50 ct/kWh
Beibehaltung der Vergütungsdauer von 15 Jahren					
Degression: jährlich 1% ab 5 MW					

Abbildung 11: Vergütungssätze für Wasserkraft (Erneuerung von Anlagen ab 5 MW)

2.7.1.5 Direktvermarktung (§ 17 EEG 2009)

Künftig ist es für Erzeuger zulässig, Strom auch zeitweise direkt zu verkaufen, ohne endgültig aus dem Fördermodell des EEG auszusteigen. Dies ist von besonderem Interesse, wenn der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung für EE-Anlagen abläuft oder bereits abgelaufen ist. Aber auch für Neuanlagenbetreiber kann die Direktvermarktung bei steigenden Strompreisen bald so attraktiv sein, dass sie aus dem EEG-Fördermechanismus – jedenfalls zeitweise – austei-gen und den Strom direkt vermarkten.

Ziel dieser Neuregelung ist es, dass Erneuerbaren Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit im Energiebinnenmarkt erreichen. Die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien sollen daher sukzessive an den Strommarkt herangeführt werden. Die Direktvermarktung erfolgt über den Verkauf von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Anlagenbetreibende oder Händler an der Strombörse oder an OTC-Märkten. Für direkt vermarkteten Strom besteht kein Anspruch auf Vergütung aus dem EEG.

2.7.2 Stufe 2: Abnahme und Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber

Der Netzbetreiber, der den EEG-Strom vom Erzeuger abgenommen und vergütet hat, ist nunmehr verpflichtet, den Strom an seinen (vorgelagerten) Übertragungsnetzbetreiber abzugeben (§ 34 EEG 2009). Im Gegenzug erhält der Netzbetreiber einen Anspruch auf Entschädigung (§ 35 EEG 2009).²⁶ Die Übertragung erfolgt (wie auch in den nachfolgenden Stufen) nach den Regelungen der Stromnetzzugangsverordnung (StromNVZ).²⁷ Soweit das Netz, an das die Anlage angeschlossen ist, ein Übertragungsnetz ist, existiert kein weiteres vorgelagertes Übertragungsnetz und die zweite Stufe wird gegenstandslos.

²⁶ § 5 EEG a.F.

²⁷ BGBl I 2005, 2243, zuletzt geändert durch die Verordnung vom 17.10.2008 (BGBl I, 2006).

2.7.3 Stufe 3: Horizontaler Ausgleichsanspruch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (sog. Horizontalwälzung)

Auf der dritten Stufe erfolgt der horizontale Ausgleich unter den Übertragungsnetzbetreibern, um regionale Unterschiede sowohl hinsichtlich der Anteile an EEG-Strom als auch der damit verbundenen Kosten bundesweit auszugleichen. So werden z.B. Übertragungsnetzbetreiber in Schleswig-Holstein, die aufgrund der windreichen Küstenregionen viel Strom aus Windenergie erhalten, entlastet.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern handelt es sich um Dienstleistungsunternehmen, die die Infrastruktur der überregionalen Stromnetze zur elektrischen Energieübertragung operativ betreiben. Das Übertragungsnetz ist ein Höchstspannungsnetz, das von den vier Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmission, RWE Transportnetz Strom und EnBW Transportnetze AG betrieben wird.

Die Horizontalwälzung wird dadurch erreicht, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber gegenüber anderen Übertragungsnetzbetreibern solange einen Ausgleichsanspruch hat, bis alle einen relativ gleichen EEG-Anteil abgenommen und vergütet haben (§ 36 EEG 2009). Im Ergebnis sind alle Übergangsnetzbetreiber nach Abschluss des Ausgleichs im – fiktiven – Besitz eines – bezogen auf die durch ihre Netze geleiteten Strommengen – prozentual gleichen Anteils von nach EEG 2009 zu vergütenden Strom.

2.7.4 Stufe 4: Abnahme und Vergütung durch die Stromvertriebsunternehmen (EEG-Belastungsausgleich)

Nach erfolgtem horizontalem Ausgleich (auf der dritten Stufe) werden die bei den Übertragungsnetzbetreibern angelangten Strommengen gleichmäßig – bezogen auf die von Stromvertriebsunternehmen im Gebiet des jeweils regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers gelieferten Strommengen – durchgeleitet und von den Stromvertriebsunternehmen mit dem bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütungssatz bezahlt (§§ 36 Abs. 4, 37 EEG 2009).²⁸ Im Ergebnis werden so alle Stromvertriebsunternehmen zu prozentual gleichen Anteilen zur Stromabnahme und -vergütung verpflichtet. Anders ausgedrückt: Jedes Stromvertriebsunternehmen liefert einen gleich hohen Anteil an EEG-Strom an seine Kunden. Sie geben die dafür entstandenen Kosten an ihre Kunden weiter.

2.7.5 Ausnahme: Eigenerzeugerprivileg

Wie bereits früher sollen auch im EEG 2009 Stromeigenerzeuger (sog. Eigenversorger) nicht mit der EEG-Umlage belastet werden.²⁹ Der Begriff des Eigenversorgers ist im EEG

²⁸ § 14 Abs. 3 EEG a.F.

²⁹ BT-Dr. 16/8148, Begründung zu § 37 Abs. 6 durch Verweis auf die Begründung zum EEG 2004 (BT-Dr. 15/2864, S. 49, Gesetzesbegründung zu § 14 Abs. 7).

selbst nicht definiert.³⁰ Dies wird in der Fachliteratur und -kommentierung als „dramatische Schiefelage“³¹ kritisiert. Zur Abgrenzung von Fremd- und Eigenversorger werden verschiedene Abgrenzungskriterien diskutiert, die alle nicht unumstritten sind, weshalb diese Frage nach wie vor offen ist:

- Vom Bundesgerichtshof (BGH) wurde für das EEG 2000 in einem Urteil zur alten Rechtslage das Merkmal der Netzanknüpfung als Abgrenzungskriterium angewandt.³² Danach unterfällt nur Strom aus einem „allgemeinen Versorgungsnetz“ (= öffentliches Versorgungsnetz) der EEG-Umlage. Der Strom ist hingegen EEG-umlagefrei, der aus einem Areal-, Industrie-, Objekt- oder sonstigem Spezialnetz stammt.³³ Bei der Abgrenzung über die Netzanbindung wird nur derjenige mit der EEG-Umlage belastet, der EEG-Strom auch tatsächlich aus dem allgemeinen Netz erhält.³⁴
- Ferner wird als Abgrenzungskriterium an die Erzeugung des Stroms angeknüpft.³⁵ Die klassische Form der Eigenversorgung wäre dann die unmittelbare Stromerzeugung am Industriestandort durch das Unternehmen selbst. Daneben ist es auch denkbar, dass die Erzeugungsanlagen von einem eigenen Rechtsträger betrieben werden und der Strom an die Schwesterunternehmen, Mutter- bzw. Tochtergesellschaften weitergeleitet wird. Auch diesbezüglich wird (nicht unbestritten) vertreten, dass – zumindest, wenn der Stromerzeuger zu 100% dem belieferten Unternehmen gehört – ein Fall der Eigenversorgung vorliege. Dies soll z.B. auch für Gemeinschaftskraftwerke, bei denen den Kooperationspartner bestimmte abgrenzbare Erzeugungsmengen wie einem Eigenversorger zustehen, gelten.
- Andere Autoren stellen auf das Kriterium des Lieferrisikos ab. Danach ist derjenige Eigenversorger, der das Risiko eines Stromausfalls trägt. Wer hingegen das Risiko auf einen Dritten abwälzt, bedient sich eines Fremdversorgers. Auf die Personenverschiedenheit von Erzeuger und versorgtem Unternehmen käme es somit nicht an.³⁶
- Schließlich wird die Definition der Eigenversorgung in § 110 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bemüht, wonach Eigenversorgung „die unmittelbare Versorgung eines Letztverbrauchers aus der für seinen Eigenbedarf errichteten Eigenanlage oder aus

³⁰ Eine insoweit überfällige Klarstellung erfolgt auch im EEG 2009 ausweislich der Gesetzesbegründung nicht.

³¹ Riedel/Thomann, in: IR 2008, S. 8.

³² BGH, RdE 2006, S. 157 ff.

³³ BGH, RdE 2006, S. 160.

³⁴ Salje, Möglichkeiten und Grenzen zur Freistellung eigenerzeugten Strom von der EEG-Umlage, in: IR 2008, S. 106; zustimmend auch Riedel/Thomann, IR 2008, S. 10.

³⁵ Dazu ausführlich Salje, Möglichkeiten und Grenzen zur Freistellung eigenerzeugten Strom von der EEG-Umlage, in: IR 2008, S. 103.

³⁶ Vgl. Salje, Möglichkeiten und Grenzen zur Freistellung eigenerzeugten Strom von der EEG-Umlage, in: IR 2008, S. 103.

einer Anlage, die von einem Dritten ausschließlich oder überwiegend für die Versorgung von bestimmbar Letztverbrauchern errichtet und betrieben wird (sog. Contracting).³⁷

2.7.5.1 Neuregelung der 4. Stufe (§ 64 Abs. 3 EG 2009)

Die Stufe 4 kann nach § 64 Abs. 3 EG 2009 durch Rechtsverordnung neu geregelt werden. Ein Referentenentwurf des Bundesumweltministeriums zur Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) sieht vor, die bisherige physische Wälzung der eingespeisten EEG-Mengen auf eine finanzielle Wälzung umzustellen.³⁸ Ziel dieser Umstellung ist es, den nach dem EEG vergüteten Strom aus Erneuerbaren Energien finanziell und energiewirtschaftlich effizienter sowie in einem transparenteren Verfahren an die Verbraucher zu leiten, als dies derzeit geschieht. Durch die Neuregelung der 4. Stufe könnten auch europarechtlichen Bedenken (Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit) begegnet werden.³⁹

Dazu soll ab dem 01.01.2010 die physikalische Weitergabe des EEG-Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern an die Vertriebsunternehmen entfallen. Bisher sind Stromvertriebsunternehmen verpflichtet, eine im Voraus definierte Menge von Strom aus Erneuerbaren Energien in ihre Beschaffungsmengen aufzunehmen (EEG-Menge). Diese EEG-Menge wird mit einem Monat Vorlauf prognostiziert und festgelegt. Für die Marktteilnehmer resultiert daraus eine Unsicherheit hinsichtlich der zu überwälzenden zusätzlichen Kosten, wenn aufgrund von Prognoseabweichungen kurzfristig Strommengen am Markt beschafft bzw. verkauft werden müssen. Durch die Neuregelung sollen die Stromvertriebe nicht mehr verpflichtet sein, den Strom von den Übertragungsnetzbetreibern abzunehmen. Stattdessen soll der EEG-Strom – übergangsweise – von den Übertragungsnetzbetreibern direkt an einer Strombörse veräußert werden. Der Verkaufserlös für den EEG-Strom wird voraussichtlich unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung liegen, die die Netzbetreiber an die Anlagenbetreibenden zahlen müssen. Die Differenz zwischen dem Verkaufserlös und der an die Anlagenbetreibenden gezahlten Vergütung kann von den Übertragungsnetzbetreibern an die Stromvertriebsunternehmen weitergegeben werden.

2.7.5.2 Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen

Nach § 40 Abs. 1 EEG 2009 können Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen einen Antrag an das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle richten, um die Menge des abzunehmenden EEG-Stroms zu begrenzen. Mit Hilfe der Mengen-

³⁷ Vgl. Jacobshagen, in: Riedel/Schroeder-Czaja/Jacobshagen, Objekt- und Arealnetze (2007), S. 148 ff.

³⁸ <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/43720>; Oschmann, Neues Recht für Erneuerbare Energien, in: NJW 2009, S. 266.

³⁹ Oschmann, Neues Recht für Erneuerbare Energien, in: NJW 2009, S. 266.

begrenzung sollen die bei den betreffenden Unternehmen insgesamt anfallenden Stromkosten reduziert werden. Die einzelnen materiellen Voraussetzungen für eine Befreiung sind für das produzierende Gewerbe in § 41 EEG 2009, für die Schienenbahnen in § 42 EEG 2009 geregelt.

2.7.6 Stufe 5: Vermarktung des Stroms

Der so erworbene EEG-Strom kann vom Stromvertriebsunternehmen zusammen mit anderen Stromprodukten vermarktet werden. Das EEG 2009 schreibt nicht vor, wie die Stromvertriebe mit dem EEG-Strom zu verfahren haben. Lässt der Stromvertreiber allerdings den EEG-Strom im allgemeinen Stromportfolio aufgehen, enthält das Gesetz dazu Regelungen. § 53 EEG 2009 ermöglicht (nur noch) den Stromvertriebsunternehmen die Differenzkosten vorab anzuzeigen. Die Stromvertriebsunternehmen, die Differenzkosten für die Zukunft ausweisen und abrechnen, müssen allerdings nachweisen, dass Kosten in dieser Höhe tatsächlich entstanden sind. Dies schützt die Letztverbraucher vor einem Missbrauch und stellt sicher, dass die Weitergabe der Differenzkosten transparent und für den Verbraucher nachvollziehbar erfolgt. § 54 EEG 2009 regelt die nachträgliche Abrechnung der Differenzkosten.

2.8 Rechtliche Risiken nach dem EEG 2009

Aufgrund der gesetzlichen Neudefinition des Begriffs Anlage in § 19 Abs. 1 EEG 2009 kommt es zu vielen Unsicherheiten und wird zu Rechtsstreitigkeiten führen.⁴⁰ § 19 EEG 2009 dient dazu, die dem Gesetzeszweck widersprechenden Umgehungen der für die Vergütungshöhe geltenden Leistungsschwellen durch die Aufteilung in kleinere Einheiten (sog. Anlagensplittung) zu verhindern. So werden viele Anlagen, die früher als einzelne (selbstständige) Anlage angesehen wurden, nun als eine Anlage i.S.d. § 19 Abs. 1 EEG 2009 zum Zwecke der Vergütungsermittlung zusammenfasst. Dieses im Grundsatz zu billigende Ziel der Missbrauchsverhinderung kann aber bei Altanlagen⁴¹ eine Neubewertung der Vergütungsansprüche nötig werden lassen, so dass sicher geglaubte Vergütungsansprüche während der laufenden Vergütungsdauer teilweise entwertet werden können. In einigen Fällen wird eine Entwertung um ein Drittel seitens der Anlagebetreiber befürchtet. Diese Entwertung bestehender Ansprüche wirft verfassungsrechtliche Fragenstellungen auf, ist aber – soweit ersichtlich – noch nicht gerichtlich geklärt.

2.9 EU-Richtlinie über Erneuerbare Energie

Das Europäische Parlament, der Rat und die Europäische Kommission haben sich im Dezember 2008 auf eine neue EU-Richtlinie über Erneuerbaren Energien (EERL) verständigt. Damit einhergehend wurden die Ziele verankert, bis zum Jahr 2020 den Anteil Erneuer-

⁴⁰ Reshöft/Sellmann, in: ET (Energiewirtschaftliche Tagesfragen) 2009, S. 84 f.

⁴¹ Inbetriebnahme vor dem 01.01.2009.

barer Energien am gesamten EU-Verbrauch auf 20% und den Anteil im Transportsektor in jedem Mitgliedstaat auf 10% zu steigern. Die nationalen Ziele liegen zwischen 10% für Malta und 49% für Schweden. Der erforderliche Zubau an Erneuerbaren Energien für die Mitgliedstaaten liegt zwischen 6,2 Prozentpunkten für Rumänien und 13,7 Prozentpunkten für das Vereinigte Königreich. Deutschland übernimmt mit einem Anteil von 18% (5,8% 2005) ein ambitioniertes Ziel. Davon entfallen bis 2020 auf den Strombereich mindestens 30%, auf Wärme 14% und auf den Bereich der Biokraftstoffe rund 12%.

Darüber hinaus wird ein unverbindlicher Zielerreichungspfad für die Mitgliedstaaten festgelegt (Zwischenziele). Im Jahr 2012 sollen 20%, im Jahr 2014 30%, im Jahr 2016 45% und im Jahr 2018 65% der auszubauenden Erneuerbaren-Energie-Menge erreicht werden.

Im Gegensatz zu den derzeit noch geltenden EU-Richtlinien über Strom aus Erneuerbaren Energien (2001/77/EG) und zu Biokraftstoffen (2003/30/EG) werden die Erneuerbaren Energien nun umfassend behandelt. Die geltenden EU-Regelungen zu Strom und Biokraftstoffen laufen 2010 aus.

Jeder Mitgliedstaat muss bis zum 30.06.2010 der Europäischen Kommission einen nationalen Erneuerbaren-Energie-Aktionsplan einreichen, in dem er u.a. darlegt:

- die nationalen Zielen für die drei Bereiche,
- die Politiken und Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele,
- die vorgesehene Nutzung der flexiblen Kooperationsmechanismen,
- den Stand der Zielerreichung.

In der Richtlinie werden den Mitgliedstaaten weitere Maßnahmen und Bedingungen auferlegt, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien national voranzutreiben. Dies betrifft die besondere Förderung der Erneuerbaren Energien im Gebäudebereich, die Stärkung der Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen und die Verbesserung des Netzzugangs und des Netzausbaus. So werden z.B. die Mitgliedstaaten verpflichtet, soweit angemessen, bis 2015 Pflichten zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Neubauten und grundlegenden Sanierungen von Altbauten einzuführen.

2.10 Wirtschaftliche Risiken bei der Projektfinanzierung

Grundsätzlich verfolgt die Firmenkreditvergabe das Ziel, dass der Kredit dazu dienen soll, beim finanzierten Unternehmen eine künftige Ertragskraft zu schaffen, aus der heraus der Kredit verzinst und getilgt werden kann. Der Kredit soll also zur Ertragsvermehrung beim Unternehmen führen. Jede Störung der Ertragskraft des Unternehmens stellt somit eine Gefährdung der Kapitaldienstfähigkeit dar. Solchen Störungen sind insbesondere auch Projekte zur Energiegewinnung mit Erneuerbaren Energien ausgesetzt. Nachfolgend werden wichtige, potenzielle Störungen dargestellt und für die Kreditprüfung aufbereitet.

Die Gliederung der Umweltkreditrisiken macht deutlich, dass Umweltfaktoren weit in die wirtschaftliche Erfolgsfähigkeit hineingreifen (siehe Tabelle 1).

Risikoart	Risikofolge	Subtypen des Kreditrisikos	Beispiele für Erneuerbare Energien
B Bonitätsrisiko	BA liquiditätsbelastende Ausgaben	BA1 Drittschäden durch Umweltbelastungen (Emissionen)	<ul style="list-style-type: none"> Emissionen aus Biomasseanlagen (Geruch, H₂S etc.) WKA mit „Discoeffekt“⁴², Eisschlag oder Lärm
		BA2 umweltrechtliche Änderungen oder behördliche Auflagen mit Folge von Anlagenmodernisierung, Betriebsunterbrechung oder Stilllegung bzw. Minderung der Vergütung	<ul style="list-style-type: none"> Brand- und Explosionsschutz bei Biogasanlagen EEG-Novelle mit rückwirkender Klarstellung des Anlagenbegriffs (Addition von zusammengehörigen Einzelanlagen)
		BA3 Anordnung von Sanierungsmaßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> Geothermie: Fehlerhafte Bohrungen (vgl. Gebäuderisse in Staufen im Schwarzwald; Erdbeben bei Basel) Biogas: gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers
		BA4 Kostensteigerungen bei Ver- und Entsorgung	Biogas: Steigerung der Substratpreise
	BU Umsatzrückgänge, -einbrüche	BU1 Organisation: Ausfall der Geschäftsleitung durch Haftung	Insb. Bioabfallanlagen bei Annahme unzulässiger Abfälle
		BU2 Imageverlust in der Öffentlichkeit durch umwelt- und gesundheitsgefährdendes Verhalten oder Umweltschaden	<ul style="list-style-type: none"> Biogas: berstende Substratbehälter Tiefengeothermie löst Erdbeben bei Basel aus
		BU3 Produktentwertung aus Umweltgründen	Betrieb von Pflanzenöl-BHKWs mit regenwaldschädlich produziertem Pflanzenöl
		BU4 Ungenügende Leistung/ Wirtschaftlichkeit durch Standortmängel	<ul style="list-style-type: none"> WKA: Standort nicht ausreichend windhöfzig oder Windfeldstörung durch falsche Anlagenaufstellung Solar: keine ausreichenden Einstrahlungsverhältnisse BGA: zu lange Transportwege für Substrate
S Sicherheitsrisiko	ST Anlagentechnik	ST1 Anlage veraltet oder Instandsetzungsbedarf	Windkraftanlagen mit erhöhter Salz- (off shore) oder Sandkorrosion (Trockenräume)
		ST2 Anlage rechtswidrig	Insb. bei Biomasse-, Wind- und Wasserkraftanlagen möglich
	SK Kontaminationen	SK1 Kontamination von Liegenschaften	Biogas: berstende Substratbehälter
		SK2 Kontamination von Gebäuden	Bioabfallanlagen
	SN Nutzbarkeit	SN 1 Drittverwendungsfähigkeit im Verwertungsfall durch Lage oder spezifische Aufbauten etc. nicht oder nur mangelhaft gegeben	Biomasse- und Wasserkraftanlagen, deren Auf- und Einbauten nicht wirtschaftlich genutzt oder beseitigt werden können.
		SN 2 Standortspezifika lassen nur eingeschränkte, spezielle Nachnutzung zu	Anlagen im Außenbereich

Tabelle 1: Gliederung des umweltbasierten Bonitäts- und Sicherheitsrisikos von Firmenkreditkunden mit Beispielen für den Sektor Erneuerbare Energien

⁴² Windkraftanlagen (WKA) lösen bei der Reflektion von Sonnenlicht blinkende Blendungen aus.

Die Besonderheit der Erneuerbaren Energien resultiert aus der Nutzung natürlicher Energiequellen, die wie alle natürlichen Ressourcen nicht überall gleichmäßig verfügbar, sondern standortspezifisch sind. Damit spielt oft nicht die Auseinandersetzung mit der eigentlichen Umwandlungstechnik die entscheidende Rolle, sondern die Erfüllung der von der jeweiligen Technik benötigten Standortqualitäten. Ein falsch gewählter Standort beschert dem Anlagenbetreiber auf Dauer unheilbare Ertragseinbußen sowie technische und genehmigungsrechtliche Probleme. Da die Standortproblematik im Gegensatz zu den technischen, rechtlichen und organisatorischen Themen oft erst bei daraus resultierenden wirtschaftlichen Schwierigkeiten untersucht wird, soll sie hier hervorgehoben werden.

Die Tabellen 2 und 3 geben einen ersten groben Überblick über die unterschiedlichen Standortanforderungen der verschiedenen Erneuerbaren Energien. Dabei wird unterschieden in die generellen Anforderungen für einen nutzungsspezifisch günstigen Standort, die wichtigsten Standortrisiken sowie die für eine Sicherheitenverwertung evtl. relevanten Rückbau- und Entsorgungsrisiken.

Somit können aus den Tabellen direkt spezifische Fragen für die Beurteilung des Kreditantrages abgeleitet werden.

Kriterien	Bioenergie			Sonnenergie	
	Feste Biomasse	Biogas	Biokraftstoffe	Solarthermie	Photovoltaik
Standort-eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> • 25-40% der landwirtschaftlichen Nutzfläche könnten je nach Fruchtfolge für Energiepflanzenanbau genutzt werden.⁴³ • Versorgungssicherheit ist meteorologischen Bedingungen und Kalamitäten unterworfen. • Lieferverträge sollten langfristige Sicherheit geben, können derzeit jedoch für selten länger als fünf Jahre abgeschlossen werden. 			Wärmeerzeugung ist abhängig vom Jahresgang der Sonne, von Tageszeiten und meteorologischen Bedingungen.	Stromerzeugung ist abhängig vom Jahresgang der Sonne, von Tageszeiten und meteorologischen Bedingungen.
	Kleine und mittlere Heizanlagen sind i.d.R. unabhängig vom Erzeugungs- bzw. Herstellungs-ort der transportfähigen Feststoffe.	Einzel- und Gruppenanlagen benötigen ausreichende und geeignete Flächen für Substratproduktion in direkter Nähe zu den Anlagen.	Große Verarbeitungsmengen verlangen ausgereifte Logistikprozesse.		
Standort-risiken	Bei mittleren und größeren Anlagen sowie thermochemischer Umwandlung steigen die genehmigungsrechtlichen Anforderungen deutlich.	<ul style="list-style-type: none"> • Regionale und lokale Unterschiede bei der Behandlung von Genehmigungsanträgen. • Hohe Abhängigkeit von Anbauflächen und Marktpreisentwicklung. 	<ul style="list-style-type: none"> • Umfassende genehmigungsrechtliche Anforderungen. • Versorgungssicherheit ist vom überregionalen Agrarmarkt abhängig. 	Weitgehend einfache und standardisierbare Standortbewertung und -auswahl.	Weitgehend einfache und standardisierbare Standortbewertung und -auswahl.

⁴³ Agentur für Erneuerbare Energien (o.A.): Der volle Durchblick in Sachen Bioenergie, Daten & Fakten zur Debatte um eine wichtige Energiequelle [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Der_volle_Durchblick_in_Sachen_Bioenergie.pdf vom 28.01.2008].

Kriterien	Bioenergie			Sonnenergie	
	Feste Biomasse	Biogas	Biokraftstoffe	Solarthermie	Photovoltaik
Versorgung (Substrate)	<ul style="list-style-type: none"> Forst- und Wirtschaftsrestholz Altholz Agrargüter unterliegen derzeit deutlichen Preisschwankungen bzw. -steigerungen. 	<ul style="list-style-type: none"> Energiepflanzen Abfälle und Nebenprodukte aus Land-, Forstwirtschaft und Nahrungsmittelindustrie Bioabfälle Entfernung zwischen BGA und Anbauflächen nicht mehr als 10-20 km (Transportkosten) 	<ul style="list-style-type: none"> Energiepflanzen Geeignete Feldfrüchte (z.B. Ölsaaten, Zuckerrüben) 	Sonneneinstrahlung; demgemäß ist für die Anlagenaufstellung ein Einstrahlungsoptimum anzustreben.	Sonneneinstrahlung; demgemäß ist für die Anlagenaufstellung ein Einstrahlungsoptimum anzustreben.
Entsorgung (Emission, Abfälle, Rückbau)	Anlagen sind generell recyclingfähig.	<ul style="list-style-type: none"> Gärrestverwertung benötigt ausreichend Verbringungsfläche oder Folgeverarbeitung (CH₄-Emissionen) Rückbauprobleme bei Fermentern 	Anlagen sind generell recyclingfähig.	Anlagen sind generell recyclingfähig. Es werden i.d.R. keine problematischen Baustoffe verwendet. ⁴⁴	Anlagen sind generell recyclingfähig, allerdings sind z.T. aufwändige chemische Trennverfahren und Prozessschritte zur Abtrennung von z.B. Schwermetallen notwendig. ⁴⁵

Tabelle 2: Standortanforderungen der verschiedenen Erneuerbaren Energien

Kriterien	Windenergie	Wasserkraft	Geothermie	
	Festland, <i>off shore</i>	Stehende und Fließgewässer	oberflächennah	Tiefengeothermie
Standort-eigenschaften	Standort eignung ist stark abhängig von meteorologischen und topographischen Bedingungen (Geländegestalt) sowie Verbauung des Windfeldes (Verschattungsverluste insb. auch mit anderen WKA)	<ul style="list-style-type: none"> Stromerzeugung abhängig von der Ganglinie des Gewässers (Wassermenge im Jahresverlauf) bzw. Staumenge sowie meteorologischen Bedingungen. Starker Einfluss des Naturschutzrechts. 	Grundsätzlich überall möglich, Einzelfall-spezifische Effizienzbe-rechnungen notwendig, Wärmezufuhr im oberflächennahen Erdreich wird hauptsächlich durch Sonneneinstrahlung und Niederschlag bestimmt.	<ul style="list-style-type: none"> Starke Abhängigkeit von geologischen Strukturen, jedoch unabhängig von Tages- und Jahreszeiten sowie Wetterbedingungen Stromerzeugung ist ab Temperaturen von 100°C möglich.
Standort-risiken	<ul style="list-style-type: none"> Umfangreiche Windfeld-analysen sind unum-gänglich. In vielen Flächennut-zungsplänen werden zur Nutzungsabwehr nur wenig geeignete Vor-rangflächen angeboten. 	<ul style="list-style-type: none"> Die klimatisch bedingte Veränderung der Ab-flussregime verlangt eine hydrologische Einzelfallbetrachtung. Regelmäßig ergeben sich naturschutzrecht-liche Probleme. 	Fehlende geologische Prospektion kann massive Schäden auslösen (z.B. Hebung des Geländes durch Quellung).	Fehlende geologische Prospektion kann massive Schäden auslösen (z.B. Erdbeben).

⁴⁴ Kaltschmidt et al., 2006.⁴⁵ Kaltschmidt et al., 2006.

Kriterien	Windenergie	Wasserkraft	Geothermie	
	Festland, <i>off shore</i>	Stehende und Fließgewässer	oberflächennah	Tiefengeothermie
Versorgung (Substrate)	<ul style="list-style-type: none"> • Topographie • Geländeklimatologie 	Klimatisch bedingte Abflussmenge im Zustrom im Wasserkraftwerk	<ul style="list-style-type: none"> • Erdwärme: in den obersten (10-20) Metern wird die Temperatur der Erde vom Wärmeeintrag aus der eingestrahlten Sonnenenergie und Niederschlag dominiert • Grundwasser (GW-Förderung ist genehmigungsbedürftig) 	<ul style="list-style-type: none"> • während der Erdentstehung frei gewordenen Gravitationsenergie • Ursprungswärme • Zerfall radioaktiver Isotope⁴⁶ • variiert aufgrund der verschiedenen Wärmeleitfähigkeiten der Oberkrustengesteine
Entsorgung (Emission, Abfälle, Rückbau)	Anlagen sind in weiten Teilen recyclingfähig. Offene Fragen ergeben sich derzeit noch beim Recycling der glasfaser- und karbonverstärkten Rotorblätter. ⁴⁷	Bei Querbauwerken in Fließgewässern oder Stollenbauwerken ergeben sich hohe Rückbau- und Renaturierungsaufwendungen.	<ul style="list-style-type: none"> • u.U. Grundwasserrückführung. • Beim Rückbau erhöhte Sicherheitsanforderungen an das Recycling der Kühlmittel; Erdsonden können i.d.R. nicht mehr aus dem Untergrund gezogen werden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reinjektion der abgekühlten Tiefenwässer. • Zusätzliche Aufwendungen bestehen beim dauerhaft dichten Verschluss der Bohrlöcher und der Vermeidung hydraulischer Kurzschlüsse zwischen den Schichten.

Tabelle 3: Standortanforderungen der verschiedenen Erneuerbaren Energien

3 Fazit

Erneuerbare Energien bieten Investoren eine auf 20 Jahre abgesicherte, gesetzlich zugesicherte Einspeisevergütung. Der Rechtsrahmen des EEG 2009 sichert ein solches Investment und macht es daher attraktiv.

Die Schwierigkeiten bei der Beurteilung einzelner Projekte liegen im tatsächlichen Bereich, da verschiedene Umweltfaktoren sich erfolgsrelevant auf die einzelnen Erneuerbaren Energien auswirken können. Aufgrund der standortspezifischen Ressourcenqualität kann insbesondere die Standortwahl von entscheidender und dauerhafter Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes sein.

Eine projektspezifische Analyse der einzelnen tatsächlichen und rechtlichen Gegebenheiten ist daher für ein sinnvolles Investment in Erneuerbare Energien unverzichtbar.

⁴⁶ Kaltschmidt et al., 2006.

⁴⁷ Kaltschmidt et al., 2006.